

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO UN ALGORITMO
MULTIOBJETIVO CONSIDERANDO DESPACHO.**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
UBICACIÓN ÓPTIMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO UN ALGORITMO
MULTIOBJETIVO CONSIDERANDO DESPACHO.**

**AUTOR:
VICTOR HUGO GUALOTUÑA CACUANGO**

**DIRECTOR:
IVÁN PATRICIO MONTALVO GALÁGARRA**

Quito, junio 2019

Victor Hugo Gualotuña Cacuango

UBICACIÓN ÓPTIMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO UN ALGORITMO MULTIOBJETIVO CONSIDERANDO DESPACHO.

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2019

Ingeniería Eléctrica

Reseña de autores e información de contacto:



Victor Hugo Gualotuña Cacuango, (Y'1992-M'05). Realizó sus estudios de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la ubicación óptima de Generación Distribuida para el mejoramiento del perfil de voltaje en sistemas eléctricos de distribución. vgualotuna@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Iván Patricio Montalvo Galárraga (Y'1987-M'04). Se graduó de Ingeniería eléctrica y electrónica en la Universidad San Francisco de Quito y de Master en Power Distribution en Newcastle University en 2016. Actualmente se encuentra trabajando como docente e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana. Área de interés: sistemas de puesta a tierra, generación distribuida, localización y optimización de fallas, Smart grids. imontalvo@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

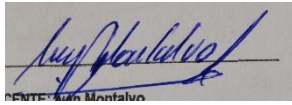
DERECHOS RESERVADOS

©2019 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Iván Patricio Montalvo Galárraga declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación (*Ubicación óptima de generación distribuida en sistemas eléctricos de distribución utilizando un algoritmo multiobjetivo considerando despacho*) realizado por (Victor Hugo Gualotuña Cacuango), obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, junio de 2019



.....

Iván Patricio Montalvo Galárraga

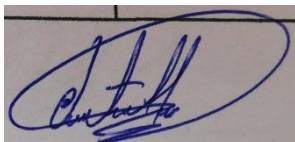
Cédula de identidad: 171648091-6

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Victor Hugo Gualotuña Cacuango, con documento de identificación N° 1721021275, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “Ubicación óptima de generación distribuida en sistemas eléctricos de distribución utilizando un algoritmo multiobjetivo considerando despacho”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



.....
Nombre: Victor Hugo Gualotuña Cacuango

Cédula: 1721021275

Fecha: 10 de junio de 2019

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	2
MARCO TEÓRICO.....	3
2.1. Tipo de energías renovables como parte de generación distribuida.	3
2.3. Efectos de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia.....	4
2.4. Pérdidas en los sistemas de distribución.	4
2.5. Estabilidad de voltaje.	5
2.6. Límites máximos y mínimo de voltaje tolerables en el sistema de distribución.....	5
2.7. Índice de estabilidad.....	5
2.7.1 Método 1.	6
2.7.2 Método 2.	6
2.8. Despacho económico.	6
ALGORITMO DE SOLUCIÓN.	7
3.1. Optimización mediante GAMS.....	7
3.2. Optimización MINLP.	7
3.3. Optimización Multiobjetivo.	7
3.4. Optimización de Pareto.	7
MODELAMIENTO DEL SISTEMA.	8
4.1 Sistema y parámetros iniciales.	8
4.2. Comparación de datos en MATLAB Y GAMS.....	9
4.3. Formulación matemática para flujos de potencia.....	10
4.4. Modelo de optimización.....	11
4.5. Pseudocódigo.	13
4.6. Diagrama de flujo.....	14
ANÁLISIS DE RESULTADOS.	14
CONCLUSIONES	17
6.1 Trabajos futuros.	18
REFERENCIAS.....	18
7.1. Estado del Arte.....	22
7.2. Resumen de indicadores.....	25

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1. Vinculación de GD al sistema de distribución para mejorar el perfil de voltaje 3	
Figura 2. Diagrama unifilar de una línea del sistema de distribución.....	6
Figura 3. sistema de 13 barras.....	8
Figura 4. Perfiles de voltaje en MATLAB y GAMS.	10
Figura 5. Ubicación óptima de dos unidades de GD.....	14
Figura 6. Mejoramiento de perfil de voltaje en el segundo escenario.	15
Figura 7. Ubicación óptima de tres unidades de GD.	15
Figura 8. Comparación entre perfil de voltaje inicial y con vinculación de 3 unidades de GD.....	15
Figura 9. Ubicación óptima de GD para el cuarto escenario.	15
Figura 10. Perfil de voltaje mejorado con la ubicación de 4 unidades de GD.....	16
Figura 11. Ubicación óptima de cinco unidades de GD.....	16
Figura 12. Comparación de perfil de voltaje inicial y perfil de voltaje mejorado con ubicación de GD.....	16
Figura 13. Comparación de conjunto de perfil de voltaje óptimo con vinculación de GD vs voltaje inicial sin GD.....	16
Figura 14. Curva de potencia despachada vs costo total óptimo.	17
Figura 15. Matriz del estado de arte.....	24
Figura 16. Grafica de temática del problema.	25
Figura 17. Grafica de formulación del problema.	26
Figura 18. Grafico en barras de solución al problema.	27

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características de generación distribuida.....	3
Tabla 2: parámetros de las líneas.	8
Tabla 3: Datos de generadores y GD.	9
Tabla 4: Comparación valores iniciales de voltaje en p.u. del sistema de 13 barras.	9
Tabla 5: variables del modelamiento del sistema.	11
Tabla 6: Variables y coeficientes en el modelo de optimización.....	13
Tabla 7: tabla de costos fijos y costos variables para el despacho económico.	17

UBICACIÓN ÓPTIMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO UN ALGORITMO MULTIOBJETIVO CONSIDERANDO DESPACHO.

Resumen

En el siguiente artículo, se plantea un algoritmo para mejorar el perfil de voltaje en un sistema eléctrico de distribución radial, mediante la ubicación óptima de generación distribuida (GD). Utilizando generación fotovoltaica como recurso renovable para el caso de estudio. Donde, las funciones objetivo buscan minimizar las caídas de tensión en el sistema de distribución y el costo total de energía despachada asociada a los costos fijos y costos variables, sujeto a un conjunto de restricciones para encontrar la solución óptima. Para la optimización se utilizará una programación no lineal entera mixta (MINLP) multiobjetivo, aplicada en el software GAMS. De tal manera que el algoritmo encuentre la barra óptima para la ubicación de generación distribuida, la cantidad de potencia activa necesaria para compensar el sistema y a su vez mejorar el perfil de voltaje en la red de distribución. Para el modelamiento de este problema se utilizará el sistema de 13 barras de la IEEE, generando varios escenarios para todo el caso de estudio.

Palabras Clave: Ubicación óptima, Sistema radial, Perfil de voltaje, Optimización, despacho.

Abstract

In the following article, an algorithm is proposed to improve the voltage profile in an electrical system of radial distribution, through the optimal location of distributed generation (DG). Using photovoltaic generation as a renewable resource for the case study. Where, the objective functions seek to minimize the voltage drops in the distribution system and the total cost of dispatched energy associated with the fixed costs and variable costs, subject to a set of restrictions to find the optimal solution. For the optimization, a mixed integer mixed nonlinear programming (MINLP) will be used, applied in the GAMS software. In such a way that the algorithm finds the optimal bar for the distributed generation location, the amount of active power needed to compensate the system and in turn improve the voltage profile in the distribution network. For the modeling of this problem, the 13-bar system of the IEEE will be used, generating several scenarios for the entire case study.

Keywords: Optimal location, Radial system, Voltage profile, optimization, dispatch.

1. Introducción

La demanda eléctrica es un sistema dinámico que está en constante evolución, debido a esto se observa que los sistemas eléctricos de distribución presentan cambios notables ya que las pérdidas aumentan y el perfil de voltaje se ve desmejorado. En base a esto se han realizado múltiples investigaciones como se menciona en [1], donde se busca minimizar las pérdidas para mejorar la estabilidad del sistema respetando aspectos técnicos y satisfacer la demanda eléctrica que se generara a futuro [1]. Por lo antes mencionado las redes de distribución del sistema operan frecuentemente a su máxima capacidad. Otro factor que influye a este problema es que las centrales de generación son construidas muy lejos de la carga generando pérdidas en la red, permisos en partes pobladas, impactos ambientales, etc [2].

Una alternativa para suplir todo este incremento en la demanda es la incorporación de generación distribuida (GD) en los sistemas eléctricos de distribución. Para el caso de estudio se utilizará fuentes de generación fotovoltaica, este tipo de generación no convencional es muy atractiva debido a su rápida implementación, bajo costo y alta eficiencia.[3] Por otro lado las políticas de un país a otro para la vinculación de GD son diferentes, debido a influencias comerciales que existe en cada uno [4]. En [5], indica como la generación distribuida al ser ubicada de una manera óptima ayuda a obtener grandes beneficios técnicos, ambientales y económicos.

Generalmente los sistemas eléctricos de distribución están configurados de

manera radial, [6] muestra que la reconfiguración de los alimentadores implica alterar la topología de la red por lo cual se busca reducir las pérdidas de energía y mantener un equilibrio con la carga dando apertura a muchas investigaciones sobre la ubicación óptima de GD bajo múltiples técnicas de optimización.

El mercado eléctrico ha comenzado un proceso de considerables cambios ya que la demanda aumenta con los avances tecnológicos a nivel mundial, generando problemas de confiabilidad, seguridad y estabilidad en el sistema [7]. Uno de los problemas es que la red opera a su máxima capacidad generando una alta relación R/X en el sistema de distribución, aumentando así las caídas de voltaje a lo largo de todo el sistema [8], [9], [10].

Esto ha conllevado a la construcción e integración de nuevas fuentes de GD para vincularlas a los sistemas de distribución y lograr contrarrestar este problema. Tomando en cuenta que la generación no convencional se convierte en la más flexible a utilizar, debido aspectos de operación, tamaño y capacidad de expansión.

En base a lo mencionado se puede denotar que la vinculación de GD en la red de distribución creara situaciones adversas ya que su integración a la red no es tan sencilla y el sistema de distribución puede generar pérdidas de potencia activa y reactiva, el grado de penetración de GD puede causar sobrevoltajes, en casos más extremos podrá generar mayores pérdidas y afectaciones al sistema eléctrico porque previo a la conexión de GD no se realizaron los estudios pertinentes para determinar los beneficios y afectaciones en el sistema eléctrico de distribución [11], [12].

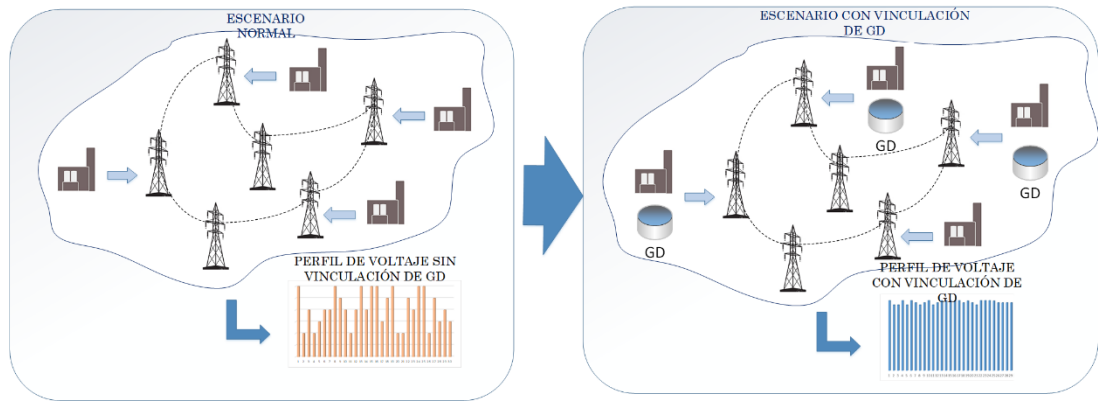


Figura 1. Vinculación de GD al sistema de distribución para mejorar el perfil de voltaje

La fig. 1 muestra dos escenarios para el caso de estudio, el primer caso donde el voltaje esta fuera de los rangos especificados para la red de distribución, en el segundo escenario se vincula GD para mejorar el perfil de voltaje y brindar mayor estabilidad en el sistema eléctrico de distribución.

En la tabla 1 se cita las tecnologías más utilizadas para GD con sus respectivos porcentajes de eficiencia y rangos de potencia nominal [13].

Tabla 1: Características de generación distribuida.

Tipo de tecnología	Eficiencia Eléctrica (%)	Electricidad nominal
Motores a diésel	36-43	20kW – 1000kW
Motores a gas	28 – 42	50kW – 5000MW
Turbinas a gas	21.9 – 37	1000kW – 40000kW
Micro-turbinas	25-30	30kW – 200kW
Celdas de combustible	34 – 54	50kW – 1000kW
PV	10 - 22	>1kW

La GD se ha convertido en la opción más utilizada para lograr contrarrestar el problema de disminución en el perfil de voltaje e incremento de la demanda

en el sistema eléctrico de distribución brindando mayor flexibilidad y confiabilidad, permitiendo de esta manera realizar expansiones en el sistema eléctrico de potencia para satisfacer las nuevas demandas.

2. Marco teórico.

2.1. Tipo de energías renovables como parte de generación distribuida.

Las condiciones meteorológicas juegan un papel muy importante para la vinculación de GD en la red de distribución. Ya que debido a la incertidumbre del recurso renovable no puede ser controlable, ni ciento por ciento predecibles, generando afectaciones en los flujos de potencia, estabilidad, perfil de voltaje y calidad de energía entregada al consumidor [14].

Se puede denotar que las energías renovables no convencionales (ERNC) producen energía de una manera limpia ya que el impacto ambiental es menor frente a generaciones tradicionales, las principales fuentes de ERNC para GD que se utilizan son la energía eólica y solar,[15] para el caso de estudio de este documento y mejoramiento de perfil de voltaje en el sistema de 13 barras se tomara como fuente principal de GD la energía solar.

2.2. Energía Solar.

La capacidad global instalada de potencia fotovoltaica llegó a 138.83 GWp en 2013 representando un crecimiento del 38.2% con respecto al 2012 [16].

Los generadores fotovoltaicos aprovechan la radiación electromagnética del haz de luz excitando un material semiconductor dopado. La generación solar es más común en las zonas urbanas debido a que su instalación es más sencilla y se puede realizar en el patio de una casa, terrazas de edificios a gran escala y diferentes tipos de edificaciones, logrando de esta manera incluso auto sustentar la carga del lugar donde se han instalado, liberando así carga del sistema de distribución. Estos sistemas también se pueden utilizar para alimentar sistemas de alumbrado público ya que esto representa una carga muy importante en las redes de distribución, obteniendo así un campo múltiple a nivel técnico y económico en el estudio de la energía fotovoltaica [14].

Ante lo mencionado se puede denotar que los generadores solares tienen como objetivo utilizar toda la energía emitida por el sol para aprovechar al máximo este recurso no solo como energía fotovoltaica sino también para generación térmica [14].

2.3. Efectos de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia.

Para lograr una evaluación de los efectos y comportamientos que se generan por la vinculación de GD en los sistemas eléctricos de potencia debemos considerar múltiples escenarios donde se involucren las horas valle y horas pico, y mediante la comparación de los resultados

obtenidas en cada escenario se analice los diferentes efectos que cada escenario genera para de esta manera obtener el resultado más óptimo para la vinculación de GD [17], [18].

En los sistemas de distribución el flujo de potencia es unidireccional desde la generación hasta la carga, afectando los niveles de voltaje. Para minimizar las pérdidas por transmisión la GD estará ubicada más cerca de la carga, de tal manera que el flujo de potencia dejará de ser unidireccional y pasará a ser bidireccional causando inestabilidad en el funcionamiento del sistema [19], [9].

La GD tiene un amplio potencial para aumentar la dependencia de fuentes de energías alternativas, ayudando a proporcionar energía de reserva durante los intervalos de tiempo donde la demanda aumenta exponencialmente evitando inversiones en grandes centrales de generación y largas líneas de transmisión reduciendo de esta manera las pérdidas de transmisión y distribución, además la GD mejora los perfiles de voltaje y el factor de carga, lo que minimiza la cantidad de reguladores de voltaje, costos de mantenimiento y operación [20], [10].

2.4. Pérdidas en los sistemas de distribución.

Debido a que las centrales de generación muchas veces se encuentra lejos de la carga el transporte de la energía eléctrica genera pérdidas técnicas, es por eso que las empresas de distribución buscan minimizar estas pérdidas ya que generan impactos económicos muy relevantes [21].

Logrando de esta manera realizar un análisis de pérdidas en el sistema de distribución por la vinculación de GD. Esto debido a factores como: nivel de penetración y ubicación de GD, donde

de tal manera la GD tiene un impacto en las perdidas del sistema, logrando cambiar los perfiles de voltaje y flujos de potencia [22], [12].

Para un caso base donde no existe vinculación de GD las pérdidas activas se las describe en la ecuación (1).

$$P_{loss}^{base} = \frac{P_L^2 + Q_L^2}{V^2} * R \quad (1)$$

La ecuación (2) describe las pérdidas activas con vinculación de GD.

$$P_{loss}^{GD} = \frac{(P_L - P_{GD})^2 + (Q_L - Q_{GD})^2}{V^2} * R \quad (2)$$

Donde:

- P_{loss}^{base} : Pérdidas activas en el caso sin GD
- P_{loss}^{GD} : Pérdidas activas con GD
- P_L y Q_L : Potencia activa y reactiva de carga
- P_{GD} y Q_{GD} : Potencia activa y reactiva de GD
- R : Resistencia de la línea

2.5. Estabilidad de voltaje.

Tras los resultados del análisis realizado en [24] se puede denotar que la estabilidad de voltaje es la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener niveles óptimos de operación en todas las barras del sistema bajo condiciones de operación normales y después de una perturbación. La inestabilidad de voltaje se produce cuando las condiciones del sistema varían provocando caídas de voltaje que no se pueden controlar de una manera inmediata, dejando al sistema incapaz de satisfacer el balance de generación y demanda o imposibilitando la transmisión de potencia generada a los puntos de carga. En los sistemas eléctricos de potencia reales existen otros factores

que aportan a que el sistema colapse y pierda estabilidad, como la capacidad de transferencia de potencia reactiva de los generadores y las múltiples características de la carga, así también como los límites de capacidad de potencia reactiva de los generadores y las características de potencia reactiva de dispositivos de compensación [25], [26].

2.6. Límites máximos y mínimo de voltaje tolerables en el sistema de distribución.

Las variaciones de voltaje en los sistemas de distribución deben encontrarse dentro de un rango determinado de operación óptima, comúnmente la mayoría de contextos establecen que la banda de voltaje aceptable oscila entre un valor de 0.95 pu y 1.05 pu como se indica en la ecuación (3) para sistemas eléctricos de potencia [27], [28].

$$0.95 \geq V_{pu} \leq 1.05 \quad (3)$$

2.7. Índice de estabilidad.

Los índices de estabilidad de voltaje son factores escalares que permiten determinar la proximidad del sistema a un colapso de voltaje, mismo que tiene relación con los elementos de la matriz de admitancia del sistema y los resultados de flujos de potencia (magnitudes de voltaje y ángulos) [29]. Con lo mencionado anteriormente, se puede denotar que los índices de estabilidad permiten detectar barras críticas donde existe una caída en el perfil de voltaje, a partir de esto, las áreas con posible inestabilidad, y así lograr realizar acciones correctivas [27], [30].

La estabilidad de voltaje en un sistema de distribución se ve afectado por el permanente incremento de la demanda,

provocando que el sistema pase a un estado de inestabilidad de voltaje al presentar caídas representativas en su magnitud [31].

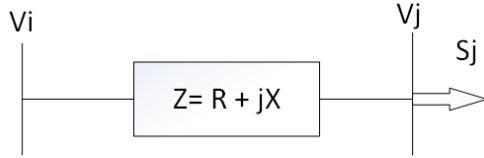


Figura 2. Diagrama unifilar de una línea del sistema de distribución.

De tal manera en [32], se describe dos métodos que permiten calcular el índice de estabilidad para voltaje.

2.7.1 Método 1.

El método 1 se refiere al índice de estabilidad en la línea llamado Fast voltage stability index (FVSI), el cual considera el flujo de potencia que pasa a través de una sola línea y se calcula mediante la siguiente formula (4).

$$FVSI_{ij} = \frac{4 * Z^2 * Q_j}{V_i^2 * X} \quad (4)$$

Sujeto a:

$$FVSI = \begin{cases} \leq 1 = \text{estabilidad} \\ \geq 1 = \text{inestabilidad} \end{cases}$$

2.7.2 Método 2.

El método 2 se refiere al índice de estabilidad llamado Line stability Factor (LQP), el cual está caracterizado por la sensibilidad a los cambios de potencia reactiva. Considera la potencia activa para una valoración más precisa del índice de estabilidad, calculándose como se expresa en la ecuación (5).

$$LQP = 4 * \left(\frac{X}{V_i^2} \right) * \left(\frac{X}{V_i^2} * P_i^2 + Q_j \right) \quad (5)$$

Sujeto a:

$$LQP = \begin{cases} \leq 1 = \text{estabilidad} \\ \geq 1 = \text{inestabilidad} \end{cases}$$

Donde:

- X : Reactancia de la línea
- Z : Impedancia de la línea
- P_i : Potencia activa en el extremo emisor
- Q_j : Potencia reactiva en el extremo receptor
- V_i : Voltaje del extremo receptor

2.8. Despacho económico.

La problemática en el despacho económico está centrada en lograr generar la potencia necesaria para cumplir una determinada demanda de energía eléctrica en un periodo de tiempo. De tal manera que cada unidad de generación entregue la potencia necesaria al mínimo costo por kWh.

En [33] nos indica la función de costos totales, relacionando los costos variables y costos fijos de los generadores. Donde, los costos fijos son aquellos rubros que se debe pagar por cada unidad de generación, así estas no despachen energía o no estén en operación, tales como costos de mantenimiento, sueldos a operadores, arriendos, etc.

El costo variable es aquel rubro necesario para que la unidad este en operación además de que este rubro variara dependiendo la cantidad de potencia generada por la unidad de generación, estos rubros serian costos de combustibles, lubricantes, etc.

De acuerdo con la regulación No. Conelec – 009/06, establece que el límite de potencia máxima de generación fotovoltaica es de 15MW, además que debe seguir un despacho preferente según otras regulaciones del Arconel, estableciendo un costo variable de 5 USD/kW[34]. Por otro lado, en [35] se estima un costo fijo para generación fotovoltaica de 1690

USD/kW, datos que más adelante servirán para la optimización de costos totales y el despacho de energía.

3. Algoritmo de solución.

3.1. Optimización mediante GAMS.

Para la optimización del sistema de 13 barras de la IEEE. Se plantea un modelo matemático que cuenta con una función objetivo, asociada a todas las restricciones técnicas para la correcta operación del sistema.

El modelo matemático al ser una programación no lineal entera mixta, será resuelta mediante el optimizador General Algebraic Modeling System (GAMS), herramienta la cual posee una gran cantidad de solvers que se adaptan a los diferentes problemas de optimización de este tipo.

3.2. Optimización MINLP.

La optimización mediante programación no lineal entera mixta (MINLP), consiste en encontrar el valor óptimo para cumplir la función objetivo satisfaciendo las restricciones que se plantearon para la optimización de mejorar el perfil de voltaje en el sistema de 13 barras. Sin embargo, esta programación tiene su grado de complejidad. Ya que su función objetivo y respectivas restricciones son asociadas a una relación matemática que involucra variables continuas, discretas y no lineales. Por lo cual mediante el uso de optimización MINLP se optimiza simultáneamente toda la estructura del sistema y sus parámetros, como se expresa en la ecuación (6) y (7) [4], [36], [37] .

$$\min F = f(x, u) \quad (6)$$

$$\text{sueto } a: g(x, u) \leq 0 \quad (7)$$

donde: $x \in X, y \in Y$ enteros

3.3. Optimización Multiobjetivo.

La función multiobjetivo crea un mejor modelo del entorno real, que generalmente contiene objetivos contradictorios y permite a los planificadores seleccionar la mejor solución a partir de las soluciones disponibles. De acuerdo con sus experiencias y puntos de vista buscan encontrar una concesión entre sus diversos resultados para la ubicación óptima de generación distribuida [38]. De tal manera que el algoritmo encuentre el punto óptimo de GD en el sistema eléctrico de distribución para mejorar el perfil de voltaje

3.4. Optimización de Pareto.

En [39] se describe la teoría de Pareto para la optimización multiobjetivo donde:

$$\text{Min} \quad F = (f_1, f_2, \dots, f_n) \quad (8)$$

$$\text{Sueto a} \quad G(X) \leq 0 \quad (9)$$

Donde:

- F:** Conjunto de funciones objetivo
- F_n:** Función objetivo individual
- X:** Vector de variables
- G:** Restricciones del conjunto de objetivos

La optimización general se basa en una sola función objetivo donde corresponde a un solo valor de optimización, por lo cual se da paso al conjunto de funciones objetivo para analizar mayores restricciones y realizar una optimización más profunda mediante el conjunto de soluciones óptimas de Pareto. [40]

$$\begin{aligned} \forall m = 1, 2, \dots, M_{obj}, f_{i,m} &\leq f_{j,m} \\ \exists n = 1, 2, \dots, M_{obj}, f_{i,n} &< f_{j,n} \end{aligned} \quad (10)$$

Donde:

M_{obj} Conjunto de funciones objetivo
 f_i, f_j Funciones objetivo

Al cumplir la ecuación (10) donde la solución f_i domina la solución de f_j se puede definir que el conjunto de soluciones no dominadas. Cada solución no dominada en el conjunto de soluciones se lo llamara conjunto de soluciones de Pareto, mientras que las soluciones optimas o vector de soluciones construirán el frente de Pareto, la realización de este tipo de optimización con dos funciones objetivo da como resultado una curva, si se la realiza con tres funciones objetivos nos dará como resultado una superficie.[16]

4. Modelamiento del sistema.

4.1 Sistema y parámetros iniciales.

Para realizar la optimización y análisis de resultados utilizaremos el sistema radial de 13 barras de la IEEE, el cual inicialmente está formado, por un generador, sus respectivas 13 barras y sus líneas de conexión asociado a las cargas respectivas del sistema como se aprecia en la figura 3. Donde se presenta el diagrama unifilar del sistema, el cual no se encuentra manipulado; es decir, sin vinculación de GD y sin optimización para el mejoramiento del perfil de voltaje. Este sistema permitirá realizar un flujo de potencia mediante el cual se encontrarán las condiciones iniciales del sistema, que serán utilizadas posteriormente para la comparación de los resultados obtenidos después de la optimización.

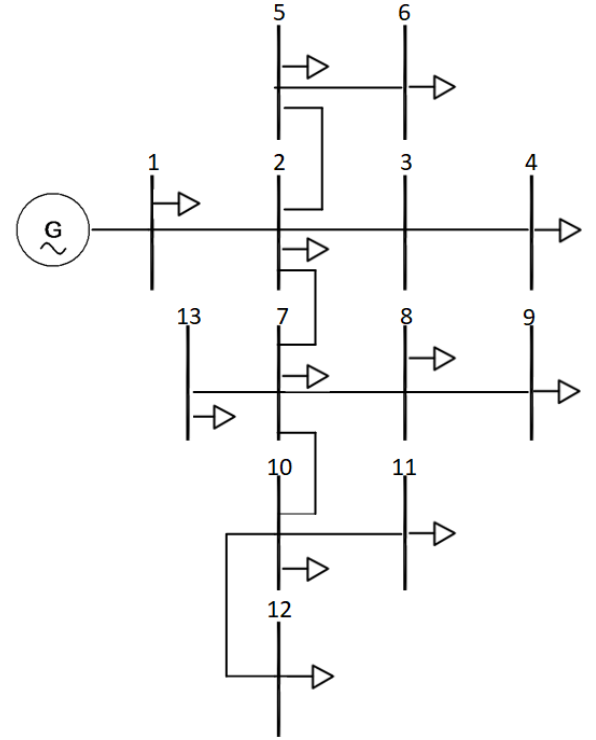


Figura 3. sistema de 13 barras.

La tabla 2 muestra los datos de las líneas del sistema de distribución, indicando el bus de partida de la línea y bus de llegada de la misma; además de los datos de resistencia y reactancia en las líneas de conexión del sistema radial de 13 barras. Estos datos permitirán realizar el flujo de potencia inicial, el cual servirá como base del estudio.

Tabla 2: parámetros de las líneas.

	Bi	Bj	RLpu	XLpu
L1	1	2	0,46643	0,137019
L2	2	3	0,25214	0,39756
L3	3	4	0,0001	0,00001
L4	2	5	0,44738	0,45332
L5	5	6	0,26842	0,27197
L6	2	7	0,46643	0,137019
L7	7	8	0,0001	0,000001
L8	8	9	0,26859	0,15018
L9	7	10	0,26707	0,27396
L10	10	11	0,26838	0,27208
L11	10	12	0,72284	0,27751
L12	7	13	0,2332	0,68509

Donde:

- Bi:** Bus inicial de la línea
Bj: Bus final de la línea
RL: Resistencia de la línea en pu
XL: Reactancia de la línea en pu

Para el flujo de potencia inicial se utilizará una potencia base de 100 MVA para facilidad de cálculos en los resultados finales; mientras, el voltaje base que se utilizara para el sistema es de 12.66kV, siendo este sistema escalable para diferentes niveles de voltaje en distribución como son 6.3kV, 13.2kV, 23kV y 46kV. Los demás datos de potencia activa y potencia reactiva de las barras se encuentran en la tabla 3.

Tabla 3: Datos de generadores y GD.

	Nc	Pc	Qc	Gex
B1	1	1,9021	1,1539	1
B2	2	0,2	0,116	0
B3	3	0	0	0
B4	4	0,4	0,29	0
B5	5	0,17	0,125	0
B6	6	0,23	0,132	0
B7	7	1,155	0,66	0
B8	8	0,17	0,151	0
B9	9	0,843	0,462	0
B10	10	0	0	0
B11	11	0,17	0,08	0
B12	12	0,128	0,086	0
B13	13	0	0	0

Donde:

- Nc:** Nodo de conexión
Pc: Potencia activa de carga
Qc: Potencia reactiva de carga
Gex: Generador existente

4.2. Comparación de datos en MATLAB Y GAMS.

En la tabla 4 se describe una comparación, en condiciones iniciales,

de los valores del perfil de voltaje en p.u. del sistema de 13 barras de la IEEE realizado en los programas Matlab y Gams. En donde, inicialmente se realizó un flujo de potencia en MATLAB basado en la figura 3, ingresando todos los datos pertinentes de barras, líneas, generadores y cargas para el flujo de potencia inicial en el sistema. Posteriormente en el programa Gams se realizó la programación bajo las mismas condiciones y datos mencionados anteriormente para el flujo de potencia, obteniendo de esta manera, potencias, voltajes y ángulos aproximadamente similares para ambos programas. Esto forma una base sólida para trabajar en la optimización del sistema. Con todos estos datos anteriormente descritos en las tablas 2 y 3 se procederá a realizar la optimización con la finalidad de encontrar la ubicación óptima de GD, minimizar las caídas de voltaje y mejorar el perfil de voltaje para el sistema de 13 barras en estudio.

Tabla 4: Comparación valores iniciales de voltaje en p.u. del sistema de 13 barras.

BUS	Voltaje p.u MATLAB	Voltaje p.u GAMS
1	1	1,0000
2	0,9113	0,9252
3	0,9074	0,9212
4	0,9074	0,9212
5	0,906	0,9198
6	0,9042	0,9180
7	0,8509	0,8639
8	0,8509	0,8639
9	0,8452	0,8581
10	0,8485	0,8614
11	0,8472	0,8601
12	0,8464	0,8593
13	0,8509	0,8639

La figura 4 es una representación gráfica de la tabla 4 en la cual se puede

apreciar la similitud del perfil de voltaje inicial y la aproximación de los datos en los dos softwares antes mencionados.

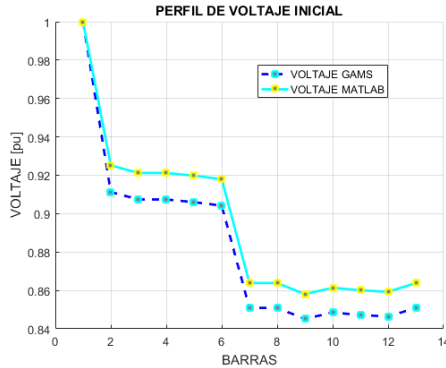


Figura 4. Perfiles de voltaje en MATLAB y GAMS.

4.3. Formulación matemática para flujos de potencia.

Las condiciones iniciales de voltaje y cargas dadas en el sistema dan apertura a realizar un flujo de potencia para encontrar los estados actuales en cada escenario [41].

La información obtenida al realizar el flujo de potencia es, magnitudes y ángulos de fase de voltajes en los nodos, potencia reactiva en los nodos de generación, flujo real y reactivo de potencia en las líneas de transmisión del sistema eléctrico.

Para el estudio del flujo de potencia se debe conocer como parámetro inicial la impedancia de cada uno de los elementos y su interdependencia con todo el sistema eléctrico, por lo que es necesario obtener la matriz de admitancia (Y_{barra}).

Donde la admitancia es conformada por cada elemento que se interconecta entre las barras del sistema aplicando las ecuaciones (11), (12) y (13). La matriz de admitancia se divide entre admitancia propia y admitancia mutua, la ecuación (14) describe la admitancia mutua y su matriz se representa en la ecuación (15), la fórmula para la matriz

de admitancia propia se describe en la ecuación (16).

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j|Y_{ij}| \sin \theta_{ij} \quad (11)$$

$$= G_{ij} + j B_{ij} \quad (12)$$

$$B_{ij} = \frac{X}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (13)$$

$$G_{ij} = \frac{R}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (13)$$

$$Y_{in} = -Y_{in} \angle \theta_{in} \quad (14)$$

$$Y_{in} = \begin{bmatrix} 0 & -Y_{in} & \dots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & 0 & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & 0 & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \dots & -Y_{in} & 0 \end{bmatrix} \quad (15)$$

$$Y_{ii} = - \sum_{j=1}^N -Y_{in} \angle \theta_{in} \quad (16)$$

Al realizar las operaciones matemáticas pertinentes en las ecuaciones anteriormente descritas se obtiene como resultado la matriz de admitancias como se representa en la ecuación (17) y (18).

$$Y_{ij} = Y_{in} + Y_{ii} \quad (17)$$

$$Y_{ij} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & -Y_{in} & \dots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \dots & -Y_{in} & Y_{ii} \end{bmatrix} \quad (18)$$

La ecuación (19) da como resultado el voltaje en cada barra(i) del sistema.

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos \delta_i + j|V_i| \sin \delta_i \quad (19)$$

Para obtener la potencia activa y reactiva, es necesario obtener la inyección de corriente por cada nodo. Esta inyección resulta de la interacción entre la matriz de admitancia y los voltajes de cada barra y se obtiene a través de las ecuaciones (20) y (21). Las ecuaciones (22) y (23) se utilizan

para determinar las potencias activa P_i y la reactiva Q_i para cada nodo.

$$\begin{bmatrix} I_{ij} & \cdots & I_{ij} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ I_{ij} & \cdots & I_{ij} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i Y_{ii} & -V_n Y_{in} & \cdots & -V_n Y_{in} \\ -V_n Y_{in} & \ddots & -V_n Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -V_n Y_{in} & \ddots & -V_n Y_{in} \\ -V_n Y_{in} & \cdots & -V_n Y_{in} & V_i Y_{ii} \end{bmatrix} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} I_i &= Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 \cdots Y_{in}V_{in} \\ &= Y_{ii}V_i + \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n, i \in N \end{aligned} \quad (21)$$

$$P_i - jQ_i = Y_{ii}V_i^2 + V_i * \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n, i \in N \quad (22)$$

$$\begin{aligned} P_i - jQ_i &= |Y_{ii}V_i|^2 \angle(\theta_{ii}) \\ &+ \sum_{n=1}^N |V_i Y_{in} V_n| \angle(\theta_{in} \\ &+ \delta_n - \delta_i), i \in N \end{aligned} \quad (23)$$

Tabla 5: variables del modelamiento del sistema.

Nombre	Interpretación
P_i :	Flujo de potencia activa.
Q_i :	Flujo de potencia reactiva
V_i, V_k :	Módulos de voltaje en el nodo i y del nodo k
δ_i, δ_k :	Ángulo del voltaje en el nodo i y en el nodo k
G_{ii} :	ii-ésimo elemento de la matriz propia de conductancia nodal.
B_{ii} :	ii-ésimo elemento de la matriz propia de suceptancia nodal.
G_{ik} :	ik-ésimo elemento de la matriz mutua de conductancia nodal.
B_{ik} :	ik-ésimo elemento de la matriz mutua de suceptancia nodal.

Al igualar los componentes reales e imaginarios de la ecuación (22) y descomponerlos, se deducen las ecuaciones (23) y (24), las cuales

permiten obtener la potencia activa y reactiva de cada nodo respectivamente.

$$\begin{aligned} P_i(V, \theta) &= |V_i|^2 G_{ii} \\ &+ \sum_{k=1}^N |V_i V_k| [G_{ik} \cos(\theta_k - \theta_i) \\ &- B_{ik} \sin(\theta_k - \theta_i)], i \in N \end{aligned} \quad (24)$$

$$\begin{aligned} -Q_i(V, \theta) &= |V_i|^2 B_{ii} \\ &+ \sum_{k=1}^N |V_i V_k| [B_{ik} \cos(\theta_k - \theta_i) \\ &+ G_{ik} \sin(\theta_k - \theta_i)], i \in N \end{aligned} \quad (25)$$

4.4. Modelo de optimización.

Para el presente estudio, se propone dos funciones objetivo, la primera representa la suma de diferencia entre el voltaje de referencia y los voltajes nodales para minimizar la caída de tensión.

La función objetivo mencionada se encuentran expresada en la ecuación (26) la cual garantiza minimizar las caídas de voltaje. Así mismo, las restricciones a ser aplicadas para la resolución de este problema estarán relacionadas a las condiciones operacionales de un sistema eléctrico, entre las principales se puede mencionar: las condiciones de balance nodal de potencia activa y reactiva expresadas en las ecuaciones (30), (31), (32) y (33), el límite máximo y mínimo de voltaje para establecer la banda de operación óptima para el sistema, esta ecuación se encuentra expresada en la ecuación (34). Otra restricción que se utiliza en el modelo matemático se refiere a la cantidad máxima y mínima de potencia activa que puede generar la central fotovoltaica, estas dos restricciones se encuentran expresadas en las ecuaciones (35) y (36).

La ecuación (37) corresponde a definición de la variable binaria de

decisión para ubicar o no una unidad de GD (1 binario si se debe ubicar, o 0 binario si no se puede ubicar), determinando la barra en la que se ubicara el generador y la potencia activa que debe inyectar para cada caso. El número máximo de unidades de GD para ser instalados en el sistema es una restricción más que se considera y está dada por la ecuación (38), en donde la cantidad máxima de unidades de GD estará dada por el número de barras que existe en el sistema para este caso de estudio, no obstante, este algoritmo puede alojar n cantidad de unidades de GD.

La segunda función objetivo se encuentra expresada en la ecuación (27). Donde, se busca minimizar los costos totales de la suma de costos variables y costos fijos de las unidades de GD. Las ecuaciones (28) y (29) muestran de una manera más detallada como se calcula los costos fijos y costos variables de manera individual. Esta función objetivo de igual manera está asociada a diferentes restricciones como son: la capacidad de generación por cada generador para cumplir con la demanda en un periodo de tiempo la cual se encuentra expresada en la ecuación (39), la ecuación (40) expresa el balance de potencia con respecto a la demanda por bloque, la capacidad máxima de potencia que se debe despachar para cumplir con la demanda esta expresada en la ecuación (41), por último la ecuación (42) indica el balance de energía que se debe cumplir en el sistema.

A continuación, se presentan en forma detallada el problema de optimización a ser resuelto.

$$FO1 = \sum V_{ref} - V_i \quad (26)$$

$$FO2 = \sum CF - CV \quad (27)$$

Tal que:

$$CF = \sum Pg_n * CF_n * FRC \quad (28)$$

$$CV = \sum \left(CV_n * \left(\sum PgB_n * Nh \right) \right) \quad (29)$$

Donde:

- Pg_n : Potencia de generación
- CF_n : Costo fijo de cada unidad
- FRC : Factor de recuperación de capital
- CV_n : Costo variable de cada unidad
- PgB_n : Potencia generada por bloque
- Nh : Número de horas

Sujeto a:

Ecuaciones de Balance de Potencia

$$PG_i - PD_i - P_i(V, \theta) = 0. \quad (30)$$

$$QG_i - QD_i - Q_i(V, \theta) = 0. \quad (31)$$

$$P_i(V, \theta) = \sum_{k=1}^n |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik} \cos \theta_{ik} + b_{ik} \sin \theta_{ik}). \quad (32)$$

$$Q_i(V, \theta) = \sum_{k=1}^n |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik} \sin \theta_{ik} - b_{ik} \cos \theta_{ik}). \quad (33)$$

Límites de la magnitud de los voltajes nodales

$$V_{i \min} \leq V_i \leq V_{i \max} \quad (34)$$

Límites de potencia de los GD

$$PG_i \leq 0.15 * U_{GD_i} \quad (35)$$

$$PG_i \geq 0.01 * U_{GD_i} \quad (36)$$

Variable binaria para ubicar las unidades de GD

$$U_{GD_i} \in \{0,1\} \quad (37)$$

Número máximo de unidades de GD a ubicar

$$\sum_1^i U_{DGi} \leq N_{GDmax} \quad (38)$$

Capacidad de generación

$$Cg_i \geq Pg_{i,j} \quad (39)$$

Balance por bloque

$$BN_i \geq DN_i \quad (40)$$

Capacidad máxima

$$\sum Cap_i \geq Dmax \quad (41)$$

Balance de energía

$$Cg_i \leq Cmaxg_i \quad (42)$$

Tabla 6: Variables y coeficientes en el modelo de optimización.

Nombre	Interpretación
V_i :	Voltaje en el nodo i (en pu).
V_{ref} :	Voltaje de referencia (1 pu).
V_k :	Magnitud del voltaje en el nodo k.
$P_i(V, \theta)$	Inyección neta de potencia activa en el nodo i
$Q_i(V, \theta)$	Inyección neta de potencia reactiva en el nodo i
g_{ik}	Parte real de la matriz de admitancia nodal.
b_{ik}	Parte imaginaria de la matriz de admitancia nodal.
θ_{ik}	Ángulo entre los nodos i y k
PGi_{min} :	Límite mínimo de potencia activa del GD ubicado el nodo i
$PGi_{máx}$	Límite máximo de potencia activa del GD ubicado en el nodo i
QGi_{min} :	Límite mínimo de potencia reactiva del GD ubicado en el nodo i.
$QGi_{máx}$	Límite máximo de potencia reactiva del GD ubicado en el nodo i.
$U_{GD i}$	Variable binaria de decisión en el nodo i

4.5. Pseudocódigo.

Pseudocódigo optimización MINLP

Paso 1: Inicio.

Paso 2: Ingreso de datos:
Sbase
Vbase
Tabla de datos de los buses
Tabla de datos de las líneas
Tabla de datos de generadores.

Paso 3: Construcción de Ybarra:
Conductancia. $G_{ij} = \frac{R}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}$

Conductancia. $B_{ij} = \frac{X}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}$

Matriz de admitancia.

$$Y_{ij} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & -Y_{in} & \dots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \dots & -Y_{in} & Y_{ii} \end{bmatrix}$$

Paso 4: Flujo de potencia bajo condiciones Iniciales.

$$P_i(V, \theta) = \sum_{k=1}^n |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik} \cos \theta_{ik} + b_{ik} \sin \theta_{ik}).$$

$$Q_i(V, \theta) = \sum_{k=1}^n |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik} \sin \theta_{ik} - b_{ik} \cos \theta_{ik}).$$

Calculo de V_{ref}

Paso 5: Función objetivo y restricciones.

$$FO = \sum V_{ref} - V_i$$

Paso 6: Restricciones.

Balance de potencia:
 $PG_i - PD_i - P_i(V, \theta) = 0.$

$$QG_i - QD_i - Q_i(V, \theta) = 0.$$

Generación distribuida:

$$PG_i \geq 0.01 \cdot U_{GD i}$$

$$PG_i \leq 0.15 \cdot U_{GD i}$$

Máximo de unidades de GD:

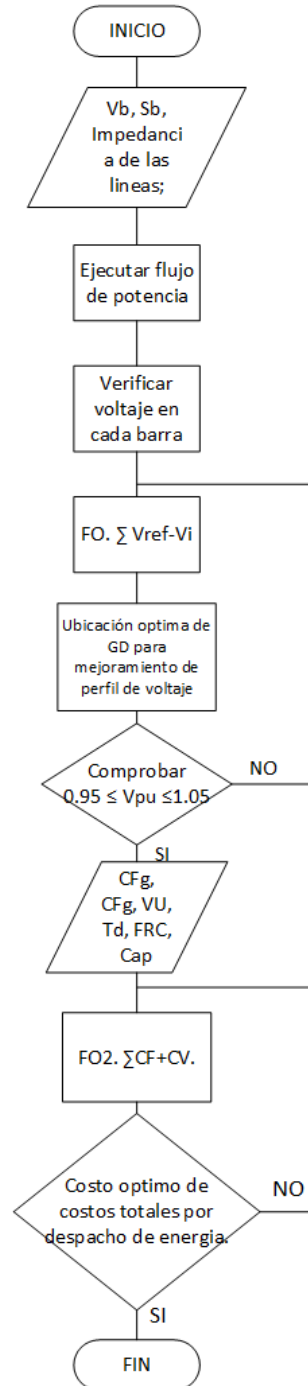
$$\sum_1^i U_{DG i} \leq N_{GDmax}$$

Variable binaria de decisión:

$$U_{GD i} \in \{0,1\}$$

- Paso 7:** Obtención de resultados finales
Para cada escenario seleccionado.
- Paso 8:** Fin.

4.6. Diagrama de flujo.



5. Análisis de resultados.

En esta sección se realizará un análisis a todos los resultados obtenidos en el sistema de 13 barras de la IEEE.

Planteando diferentes escenarios vinculando de una a ocho unidades de GD. Donde se obtuvo un mejoramiento en el perfil de voltaje, mediante la ubicación óptima de GD, para el caso de estudio la fuente de GD que se utilizó fue de generación fotovoltaica. Utilizando como función objetivo la diferencia entre el voltaje inicial y el voltaje obtenido luego de la vinculación de GD.

Para el primer escenario se toma en cuenta una sola unidad de GD. Donde el optimizador no establece una ubicación de la misma ni una cantidad de potencia activa que se deba inyectar para el mejoramiento del perfil de voltaje en la red de distribución.

Para el segundo escenario donde se toma en cuenta dos unidades de GD. La figura 5 permite apreciar que la ubicación óptima de GD para este caso será en la barra 6 y 7, con una potencia activa de 2.56MW y 11.09MW respectivamente en cada barra, la figura 6 muestra una comparación entre el perfil de voltaje bajo condiciones iniciales y el perfil de voltaje mejorado posteriormente a la vinculación de dos unidades de GD.

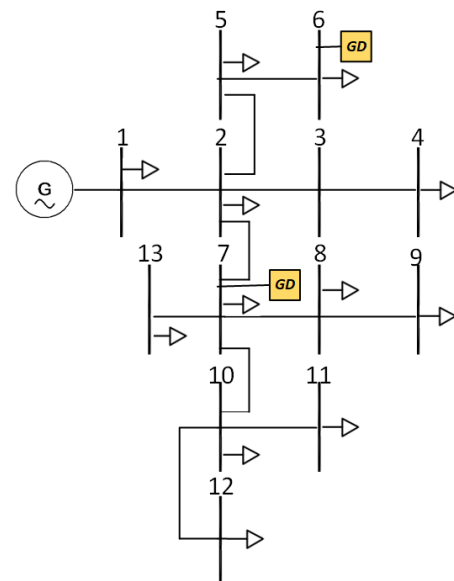


Figura 5. Ubicación óptima de dos unidades de GD.

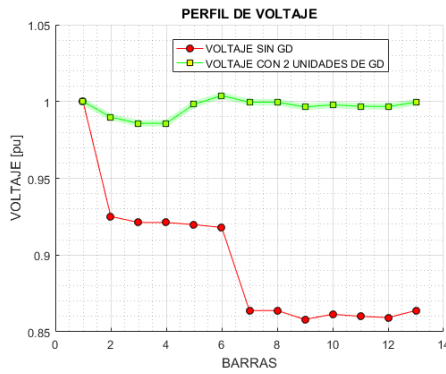


Figura 6. Mejoramiento de perfil de voltaje en el segundo escenario.

La figura 7 representa la ubicación óptima de GD para el tercer escenario, vinculando tres unidades de GD para el caso de estudio. Donde el optimizador arroja como resultado que la ubicación óptima será en las barras 5, 6 y 12. Con una potencia activa de 2.76MW, 5.95MW y 5.23MW respectivamente para cada barra seleccionada. Además, en la figura 8 se muestra la comparación de perfil de voltaje en el caso sin GD y con GD para un escenario con tres unidades fotovoltaicas.

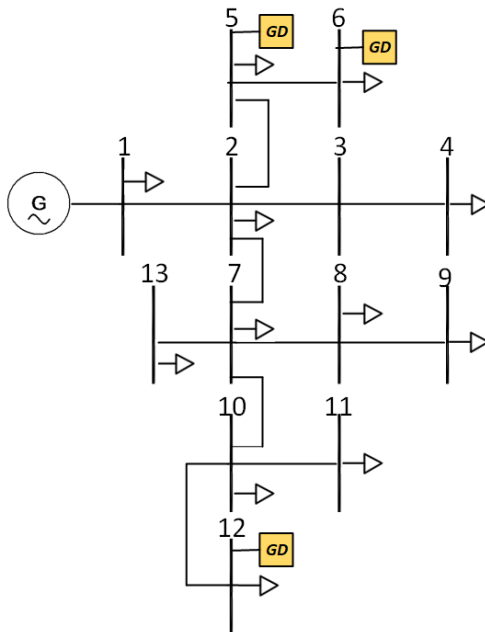


Figura 7. Ubicación óptima de tres unidades de GD.

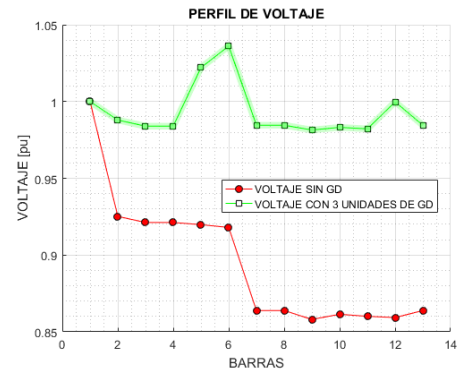


Figura 8. Comparación entre perfil de voltaje inicial y con vinculación de 3 unidades de GD.

En el cuarto escenario donde se tomará en cuenta cuatro unidades de GD para la ubicación óptima y el mejoramiento del perfil de voltaje. La figura 9 muestra que la ubicación óptima de GD en este escenario es en las barras 6, 9, 12 y 13 con una potencia activa de 4.33MW, 4.93MW, 3.04MW y 1.41MW, respectivamente. Posteriormente en la figura 10 se puede apreciar la mejora en el perfil de voltaje al ubicar cuatro unidades de GD con respecto al perfil de voltaje inicial.

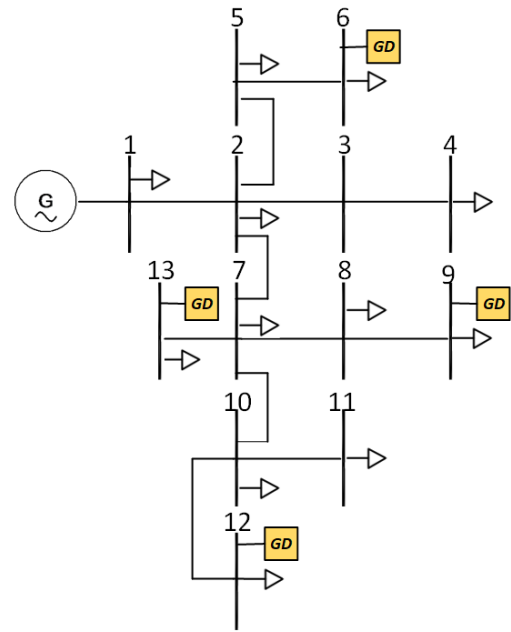


Figura 9. Ubicación óptima de GD para el cuarto escenario.

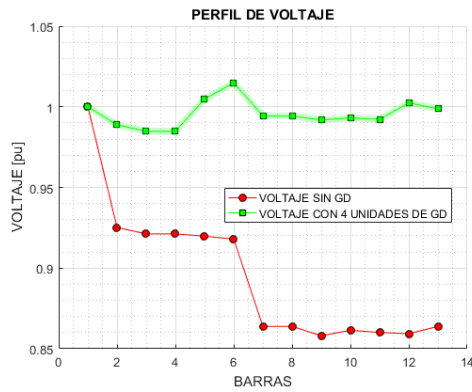


Figura 10. Perfil de voltaje mejorado con la ubicación de 4 unidades de GD.

A partir del quinto escenario se vinculó de cinco a ocho unidades de GD para la optimización de cada caso, obteniendo como resultado que el máximo de unidades que se puede ubicar para todo el cado de estudio es de cinco unidades de GD. En la figura 11 se puede observar que la ubicación óptima de GD será en las barras 6, 7, 9, 12 y 13, con una potencia activa de 2.56MW, 7.18MW, 1MW, 1.93MW y 1MW respectivamente para cada unidad. Obteniendo de esta manera un mejoramiento en el perfil de voltaje con respecto al voltaje inicial del sistema. Este mejoramiento en el perfil de voltaje se puede hacer evidente en la figura 12.

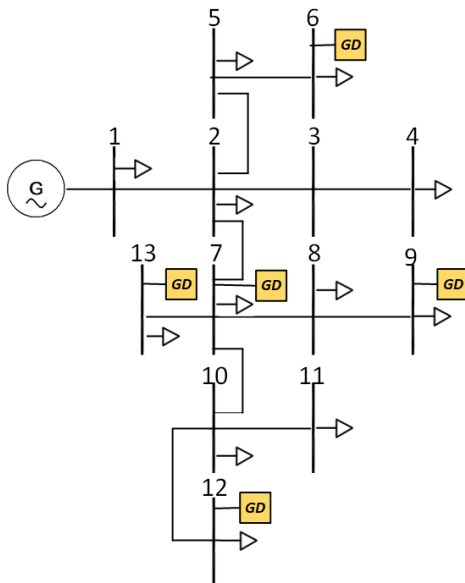


Figura 11. Ubicación óptima de cinco unidades de GD.

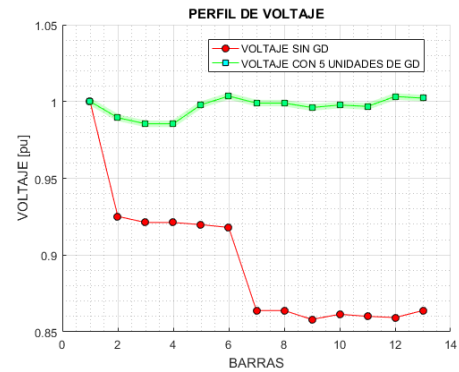


Figura 12. Comparación de perfil de voltaje inicial y perfil de voltaje mejorado con ubicación de GD.

Posteriormente tras el análisis en cada uno de los escenarios donde se ubicó de manera óptima la GD con su respectiva cantidad de potencia activa. La figura 13 permite apreciar una comparación en general de como el perfil de voltaje ha mejorado para cada escenario en relación al perfil de voltaje inicial y además como en cada caso optimizado el voltaje oscila en su banda de operación óptima.

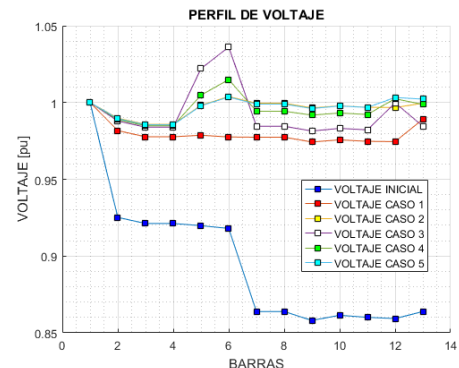


Figura 13. Comparación de conjunto de perfil de voltaje óptimo con vinculación de GD vs voltaje inicial sin GD.

La tabla 7 muestra los datos referentes para la optimización de costos totales para todo el sistema de 13 barras. Se utilizará 5 generadores debido a que en el caso de optimización para la ubicación óptima de GD los resultados fueron que el mínimo de unidades de GD son 2 y el máximo de unidades de GD es de 5, para la n cantidad de barras que existen en el sistema.

Tabla 7: tabla de costos fijos y costos variables para el despacho económico.

	CF	CV	Td	VU	FRC	Cap
G1	1690	5	0.1	20	0.117	15
G2	1690	5	0.09	20	0.110	15
G3	1690	5	0.08	20	0.102	15
G4	1690	5	0.07	20	0.094	15
G5	1690	5	0.11	20	0.126	15

Donde:

- CF:** Costo fijo USD/kW-inst
CV: Costo variable USD/MWh
Td: Tasa de descuento %
VU: Vida útil en años
FRC: Factor de recuperación de capital
Cap: Capacidad max de generación MW

La figura 14 permite apreciar como el costo total varía según la cantidad de unidades de GD se vinculen al sistema, además de la cantidad de potencia que estas entregan para lograr compensar la demanda existente en un periodo de tiempo.

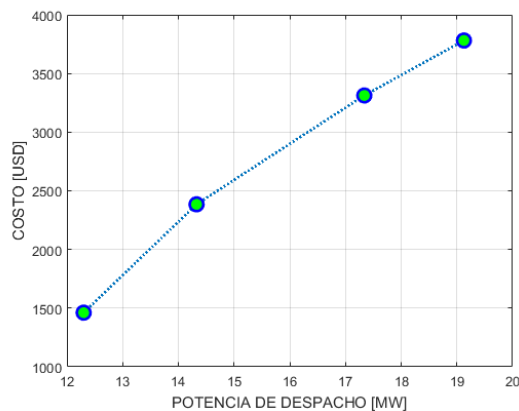


Figura 14. Curva de potencia despachada vs costo total óptimo.

6. Conclusiones

Luego de realizar la optimización en los diferentes escenarios se llega a la conclusión de:

Para cada caso de optimización donde se empieza a vincular GD la cantidad total de potencia activa que se inyecta al sistema alcanza los 13.67MW en total. Esto debido a la restricción de potencia mínima y máxima que se estableció en el modelo matemático para establecer un rango de potencia aceptable para este tipo de GD. El cual es justificado en la regulación del Arconel junto a su costo de generación por kWh. Logrando de esta manera que el perfil de voltaje alcance la banda de operación óptima.

Por otro lado, la potencia que se inyecta a la red de distribución por parte de los generadores fotovoltaicos son independientes del caso de estudio de la segunda función objetivo, la cual involucra los costos. De tal manera que en esta función se buscó lograr un despacho de energía para cumplir una determinada demanda en un periodo de tiempo, logrando encontrar de esta manera el costo óptimo en cada caso donde se vinculó unidades de GD.

Además de todo esto como inicialmente se propuso para todo el caso de estudio se busca vincular de una a n cantidad de unidades de GD sea posible vincular según el número de barras que exista en el sistema eléctrico de potencia. Pero el optimizador arroja como resultado que el mínimo de unidades de GD que se puede vincular es de dos y el máximo de unidades de GD será de cinco para lograr el mejoramiento de perfil de voltaje. Acotando además que al momento de intentar vincular una sola unidad de GD no será posible debido a que la cantidad necesaria de potencia que se debe

inyectar es muy elevada para una sola central fotovoltaica.

6.1 Trabajos futuros.

Basándose en la investigación realizada en este documento, se puede considerar como trabajo futuro, la vinculación de otras fuentes de energías renovables para el caso de estudio, tales como aerogeneradores. Agregándole además a esto, que el modelo de optimización se lo realice con más de dos funciones objetivo, con las respectivas restricciones del caso, tales como el costo de instalación entre otras. Para que de esta manera se logre una investigación más profunda y resultados más acertados.

7. Referencias.

- [1] S. K. Injeti, "A Pareto optimal approach for allocation of distributed generators in radial distribution systems using improved differential search algorithm," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, Jan. 2017.
- [2] N. Jayasekara, M. A. S. Masoum, and P. J. Wolfs, "Optimal operation of distributed energy storage systems to improve distribution network load and generation hosting capability," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 250–261, Jan. 2016.
- [3] N. Mourad and B. Mohamed, "Impact of increased distributed photovoltaic generation on radial distribution networks," in *International Conference on Control, Decision and Information Technologies, CoDIT 2016*, 2016, pp. 292–295.
- [4] A. Alam, A. Gupta, P. Bindal, A. Siddiqui, and M. Zaid, "Power Loss Minimization in a Radial Distribution System with Distributed Generation," *2018 Int. Conf. Power, Energy, Control Transm. Syst.*, pp. 21–25, 2018.
- [5] M. Pesaran H.A, P. D. Huy, and V. K. Ramachandaramurthy, "A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, no. October 2016, pp. 293–312, 2017.
- [6] W. Guan, Y. Tan, H. Zhang, and J. Song, "Distribution system feeder reconfiguration considering different model of DG sources," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, pp. 210–221, Jun. 2015.
- [7] L. I. Dulău, M. Abrudean, and D. Bică, "Impact of distributed generation upon Reghin - Lăpușna Medium Voltage line," *2014 Int. Symp. Fundam. Electr. Eng. ISFEE 2014*, 2015.
- [8] K. Mahmoud, N. Yorino, and A. Ahmed, "Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 960–969, 2015.
- [9] S. M. Said, B. Hartmann, M. M. Aly, M. Mosa, and R. S. Balog, "Comparison between operating modes of distributed generation on voltage profile and stability of distribution systems," *2018 IEEE Texas Power Energy Conf. TPEC 2018*, vol. 2018–Febru, pp. 1–6, 2018.
- [10] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, "Optimal reactive power compensation in electrical

- distribution systems with distributed resources. Review,” *Heliyon*, vol. 4, no. 8, 2018.
- [11] K. Y. Liu, W. Sheng, Y. Liu, X. Meng, and Y. Liu, “Optimal siting and sizing of DGs in distribution system considering time sequence characteristics of loads and DGs,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 69, pp. 430–440, 2015.
- [12] A. Águila Tellez, D. C. Carrión, and L. Ortiz Matos, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015.
- [13] “perfil de voltaje-santiago espinoza.pdf.”
- [14] J. G. Hernández-Travieso, C. M. Travieso, J. B. Alonso, and M. K. Dutta, “Solar radiation modelling for the estimation of the solar energy generation,” *2014 7th Int. Conf. Contemp. Comput. IC3 2014*, pp. 536–541, 2014.
- [15] A. M. Abd-rabou, A. M. Soliman, and A. S. Mokhtar, “Impact of DG different types on the grid performance,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 2, no. 2, pp. 149–160, Sep. 2015.
- [16] J. R. Castro and T. D. Castillo, “Comparative analysis among Pareto, Pareto - Fuzzy logic and Pareto - Fuzzy logic PI for distribution networks with the presence of DGs,” *2017 IEEE 2nd Ecuador Tech. Chapters Meet. ETCM 2017*, vol. 2017–Janua, no. Dm, pp. 1–5, 2018.
- [17] L. Chiliquinga, “Ubicación de recursos distribuidos basado en flujos de potencia usando optimización por enjambre de partículas,” *Tesis de Grado*, vol. Tesis, no. Estructura de un sistema estructurado de comercialización de productos orgánicos, p. 206, 2018.
- [18] V. Villa and A. Águila, “Óptima Gestión Y Regulación De Voltaje En Microredes De Distribución Con Generación Distribuida Y Almacenamiento De Energía,” 2017.
- [19] R. Rajaram, K. Sathish Kumar, and N. Rajasekar, “Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with Distributed Generation (DG),” *Energy Reports*, vol. 1, pp. 116–122, Nov. 2015.
- [20] S. Kansal, V. Kumar, and B. Tyagi, “Optimal placement of different type of DG sources in distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, no. 1, pp. 752–760, 2013.
- [21] R. Viral and D. K. Khatod, “An analytical approach for sizing and siting of DGs in balanced radial distribution networks for loss minimization,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, pp. 191–201, 2015.
- [22] Y. Guo, H. Gao, and J. Wang, “Analysis of Distributed Generation Effect on System Losses in Distribution Network,” *2015 5th Int. Conf. Electr. Util. Deregul. Restruct. Power Technol.*, pp. 1998–2002, 2015.
- [23] H. Li, S. Ge, and H. Liu, “Analysis of the Effect of Distributed Generation on Power Grid,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf.*, pp. 1–5, 2012.
- [24] L.-A. Dessaint, I. Kamwa, and T. Zabaoui, “Preventive control approach for voltage stability

- improvement using voltage stability constrained optimal power flow based on static line voltage stability indices,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 5, pp. 924–934, May 2014.
- [25] V. V. S. N. Murty and A. Kumar, “Optimal placement of DG in radial distribution systems based on new voltage stability index under load growth,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 69, pp. 246–256, 2015.
- [26] E. M. García, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, “Analysis of voltage profile to determine energy demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC),” *Proc. - 2016 51st Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2016*, vol. 2017–Janua, no. Mcmc, pp. 1–6, 2017.
- [27] Z. W. Khan and S. Khan, “Analyzing the impacts of Distributed Generation on power losses and voltage profile,” *Proc. 2015 Int. Conf. Emerg. Technol. ICET 2015*, pp. 1–4, 2016.
- [28] P. Caramia, G. Carpinelli, P. Verde, and Wiley InterScience (Online service), *Power quality indices in liberalized markets*. J. Wiley, 2009.
- [29] A. Bagheri, H. Monsef, and H. Lesani, “Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, pp. 56–70, Dec. 2015.
- [30] V. Vita, T. Alimardan, and L. Ekonomou, “The impact of distributed generation in the distribution networks’ voltage profile and energy losses,” in *Proceedings - EMS 2015: UKSim-AMSS 9th IEEE European Modelling Symposium on Computer Modelling and Simulation*, 2016, pp. 260–265.
- [31] K. V Kumar and M. P. Selvan, “Planning and Operation of Distributed Generations in Distribution Systems for Improved Voltage Profile,” *2009 IEEE PES Power Syst. Conf. Expo.*, vol. 620015, pp. 1–7, 2009.
- [32] F. Castillo, A. Aguila, J. González, and S. Member, “Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation,” vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016.
- [33] X. Shiwei, Z. Qian, Z. Weiwei, and L. Gengyin, “Distributed economical dispatch for renewable power system with time-varying topology and fluctuating power generations,” in *2017 China International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*, 2017, pp. 52–57.
- [34] “PRECIOS DE LA ENERGÍA PRODUCIDA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD CONELEC.”
- [35] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo, and C. R. Barreto-Calle, “Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador,” *Ingenius*, no. 19, p. 60, Jan. 2018.
- [36] Z. Liu, Y. Jun, and S. Qi, “Optimal power flow research on distributed network considering distributed

- generation,” *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED*, vol. 2016–Septe, no. Ciced, pp. 1–6, 2016.
- [37] A. Alam, M. N. Alam, V. Pant, and B. Das, “Placement of protective devices in distribution system considering uncertainties in loads, temporary and permanent failure rates and repair rates,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 7, pp. 1474–1485, 2017.
- [38] K. Dharageshwari and C. Nayanatara, “Multiobjective optimal placement of multiple distributed generations in IEEE 33 bus radial system using simulated annealing,” *IEEE Int. Conf. Circuit, Power Comput. Technol. ICCPCT 2015*, no. 2014, 2015.
- [39] R. J. R. Kumar and A. Jain, “Modelling of distributed generation for radial power flow algorithm,” *2015 IEEE Int. Conf. Signal Process. Informatics, Commun. Energy Syst. SPICES 2015*, pp. 1–5, 2015.
- [40] K. Qu, T. Yu, X. Zhang, and H. Li, “Homogenized adjacent points method: A novel Pareto optimizer for linearized multi-objective optimal energy flow of integrated electricity and gas system,” *Appl. Energy*, vol. 233–234, pp. 338–351, Jan. 2019.
- [41] M. Tesarova and R. Vykuka, “Impact of Distributed Generation on Power Flows along Parallely Operated MV Feeders,” *2018 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2018 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. (EEEIC / I&CPS Eur.)*, pp. 1–6, 2018.

7.1. Estado del Arte

UBICACIÓN ÓPTIMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA UTILIZANDO UN ALGORITMO PARA MEJORAR PERFILES DE VOLTAJE BASADO EN CRITERIOS DE EFICIENCIA Y CALIDAD PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.																											
DATOS				TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA				
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Tecnologías de Generacion Distribuida	Impacto de GD en redes de distribución	minimización de pérdidas de potencia	Mejoramiento perfil de voltaje	Pérdidas de potencia	Ubicación optima	Perfil de voltaje	Pérdidas de potencia	Minimizacion de pérdidas	ubicación de GD	Minimizacion de costos	Balance de potencia	Potencia activa y reactiva	Tamaño	Límites de potencia de GD	Límites de ángulos y voltajes en cada bus	Costos	Optimización MINLP	Localización de barras críticas	Minimización de pérdidas de potencia	Ubicación optima de GD	Ubicación optima de generacion distribuida	Mejorar perfil de voltaje y estabilidad	Tamaño optimo de GD
1	2017	A Pareto optimal approach for allocation of distributed generators in radial distribution systems using improved differential search algorithm	0				✗		✗	✗		✗		✗			✗			✗	✗				✗	✗	
2	2016	Optimal operation of distributed energy storage systems to improve distribution network load and generation hosting capability	38			✗	✗	✗		✗	✗			✗		✗	✗			✗	✗					✗	
3	2016	Impact of increased distributed photovoltaic generation on radial distribution networks	13						✗				✗					✗			✗				✗		
4	2018	Power Loss Minimization in a Radial Distribution System with Distributed Generation	0						✗	✗		✗			✗				✗		✗		✗	✗	✗		
5	2017	A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms	0			✗	✗		✗	✗			✗		✗						✗				✗	✗	
6	2015	Distribution system feeder reconfiguration considering different model of DG sources	17	✗			✗					✗			✗				✗				✗		✗		✗
7	2014	Impact of distributed generation upon Reghin ' Lăpuşna Medium Voltage line	5		✗		✗					✗											✗			✗	
8	2016	Optimal distributed Generation Allocation in Distribution systems for loss minimization	19	✗		✗		✗		✗	✗				✗				✗	✗	✗		✗	✗			

9	2018	Comparison between operating modes of distributed generation on voltage profile and stability of distribution systems	0				✗		✗	✗			✗			✗							✗	✗		
10	2018	Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review	0		✗				✗	✗						✗					✗			✗		✗
11	2015	Optimal siting and sizing of DGs in distribution system considering time sequence characteristics of loads and DGs	9				✗					✗		✗	✗	✗								✗		✗
12	2015	Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems				✗		✗		✗			✗			✗				✗		✗		✗		
13	2014	Solar radiation modelling for the estimation of the solar energy generation	2	✗												✗										✗
14	2015	Impact of DG different types on the grid performance	1		✗	✗						✗		✗	✗								✗			
15	2018	Comparative analysis among Pareto, Pareto - Fuzzy logic and Pareto - Fuzzy logic PI for distribution networks with the presence of DGs	5				✗	✗			✗	✗				✗	✗					✗			✗	
16	2018	Ubicación de recursos distribuidos basado en flujos de potencia usando optimización por enjambre de partículas	0	✗			✗			✗					✗					✗			✗	✗	✗	
17	2017	Óptima Gestión Y Regulación De Voltaje En Microredes De Distribución Con Generación Distribuida Y Almacenamiento De Energía.	0			✗		✗				✗	✗			✗		✗				✗			✗	
18	2015	Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm	23		✗							✗		✗	✗				✗				✗	✗	✗	
19	2013	Optimal placement of different type of DG sources in distribution networks	109	✗		✗			✗			✗		✗	✗	✗								✗		
20	2015	An analytical approach for sizing and siting of DGs in balanced radial distribution networks for loss minimization	34		✗				✗			✗	✗		✗	✗	✗			✗				✗	✗	
21	2015	Analysis of Distributed Generation Effect on System Losses in Distribution Network	2			✗				✗													✗	✗		
22	2016	Analysis of the effect of distributed generation on power grid	8	✗			✗	✗		✗		✗											✗			✗
23	2014	Preventive control approach for voltage stability improvement using voltage stability constrained optimal power flow based on static line voltage stability indices	19				✗	✗		✗				✗			✗	✗				✗			✗	
24	2015	Optimal placement of DG in radial distribution systems based on new voltage stability index under load growth	35				✗		✗			✗		✗		✗	✗						✗	✗		✗
25	2017	Analysis of voltage profile to determine energy demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC)	3		✗		✗			✗													✗	✗		
26	2016	Analyzing the impacts of Distributed Generation on power losses and voltage profile	3		✗				✗	✗					✗			✗				✗			✗	

27	2015	Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions	24			⊗			⊗			⊗	⊗		⊗	⊗			⊗				⊗				
28	2015	The impact of Distributed Generation in the Distribution Networks' voltage Profile and Energy Losses	1		⊗	⊗	⊗			⊗	⊗			⊗				⊗	⊗				⊗			⊗	
29	2009	Planning and operation of distributed generations in distribution systems for improved voltage profile	6				⊗		⊗	⊗			⊗		⊗	⊗							⊗	⊗	⊗		
30	2016	Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation	6				⊗			⊗								⊗					⊗		⊗		
31	2016	Optimal power flow research on distributed network considering distributed generation	8		⊗				⊗				⊗		⊗				⊗					⊗			
32	2017	Placement of protective devices in distribution system considering uncertainties in loads, temporary and permanent failure rates and repair rates	17			⊗		⊗		⊗								⊗					⊗				⊗
33	2018	Impact of Distributed Generation on Power Flows along Parallely Operated MV Feeders	0				⊗		⊗		⊗					⊗							⊗		⊗		
CANTIDAD:				6	9	11	16	9	13	17	7	11	14	3	15	13	9	8	8	6	8	1	12	14	19	14	6

Figura 15. Matriz del estado de arte.

7.2. Resumen de indicadores

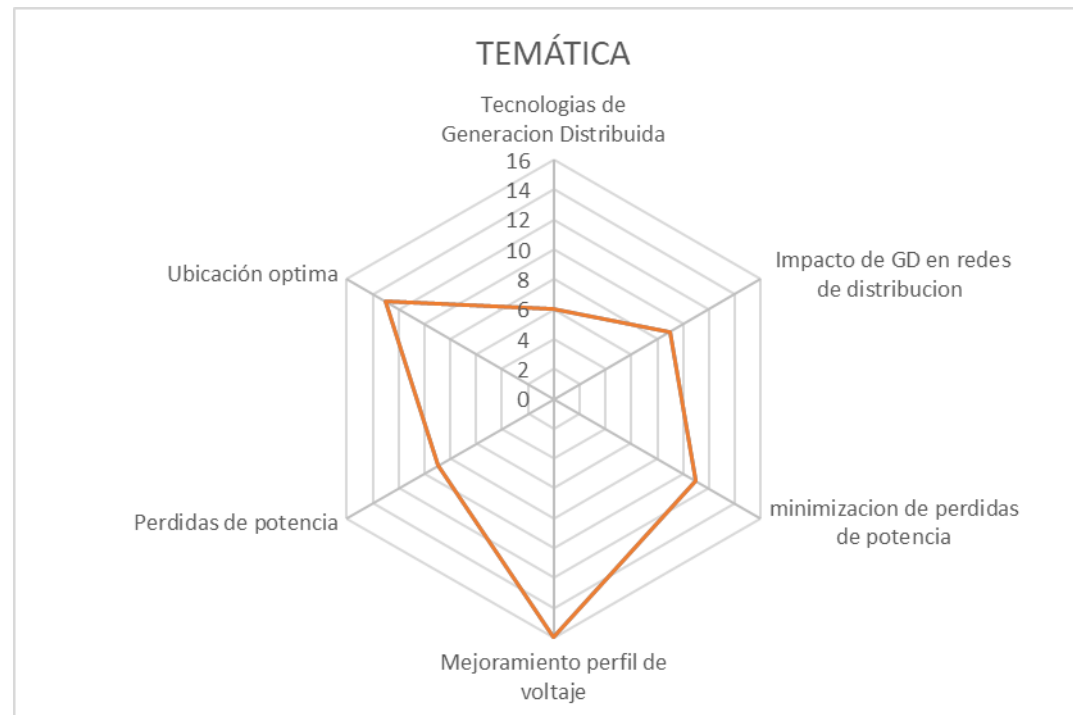


Figura 16. Grafica de temática del problema.

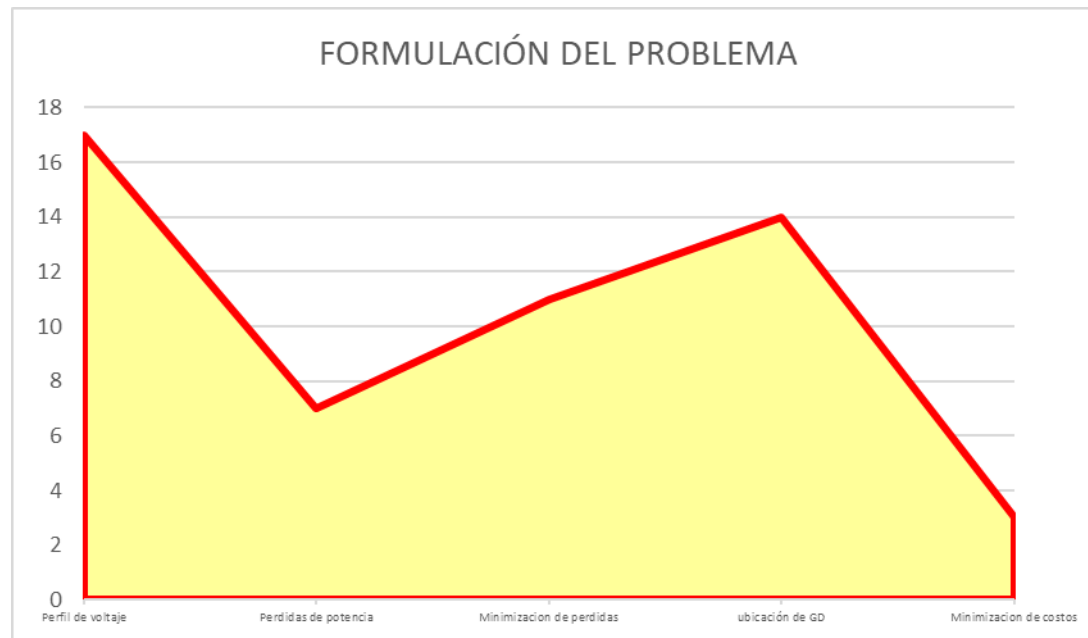


Figura 17. Grafica de formulación del problema.

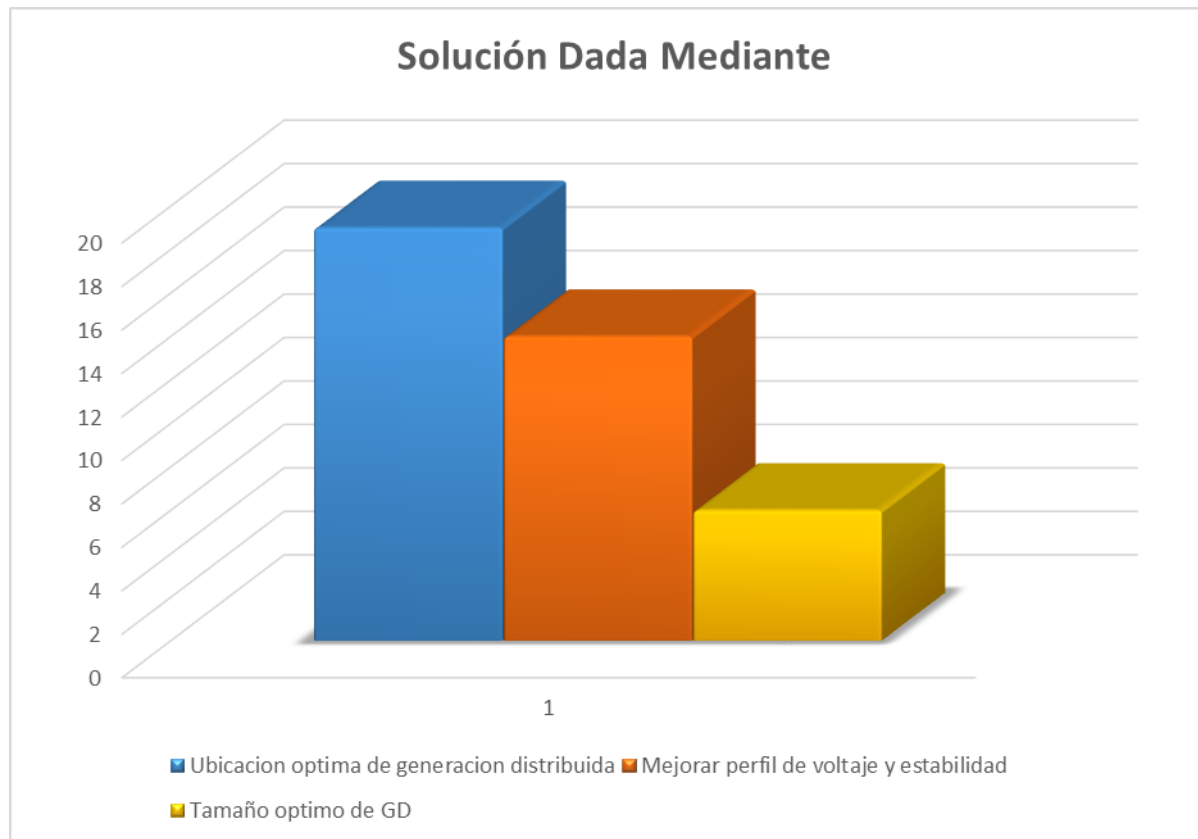


Figura 18. Grafico en barras de solución al problema.

